

Wochenbericht

Königin-Luise-Straße 5
14195 Berlin
Tel. +49-30-897 89-0
Fax +49-30-897 89-200
www.diw.de
postmaster@diw.de

DIW Berlin

Wirtschaft Politik Wissenschaft

Russische Energiewirtschaft: Hohe Exporterlöse verschleiern Reformbedarf

Hella Engerer
hengerer@diw.de

Die russische Energiewirtschaft hat sich nach einer im Vergleich zur Gesamtwirtschaft relativ kurzen Phase sinkender Produktion und Exporte deutlich erholt. Die Energieproduktion ist seit 1998, dem Jahr der Finanzkrise, ständig gestiegen und erreichte 2002 etwa das Niveau, das sie kurz nach Auflösung der Sowjetunion hatte. Bei gestiegenen Ölpreisen auf dem Weltmarkt haben russische Energieexporte, insbesondere von Mineralöl, in jüngster Zeit deutlich zugenommen. Die damit verbundenen hohen Einnahmen tragen zur Erholung der russischen Wirtschaft bei.

In den vergangenen Jahren ist die Bedeutung der Energiewirtschaft für die Gesamtwirtschaft weiter gestiegen. Der im Herbst 2002 vorgelegte Entwurf einer langfristigen Energiestrategie verweist auf den notwendigen Strukturwandel. Gleichzeitig wird eine deutliche Zunahme von Energieproduktion und -exporten prognostiziert. Hierzu sollen das Investitionsklima verbessert und die Umstrukturierung im Energiesektor fortgesetzt werden. Die Zeit für Reformen wäre jetzt günstig. Allerdings wird diese Gelegenheit von der Wirtschaftspolitik nur ansatzweise genutzt, um die notwendigen Reformen in der Energiewirtschaft voranzutreiben.

Bedeutung der Energiewirtschaft

Im Unterschied zu anderen Wirtschaftsbereichen ist die Erholung des russischen Energiesektors auch im Jahr der Finanzkrise 1998 nicht unterbrochen worden.¹ Die Primärenergieproduktion ist damit im fünften Jahr in Folge gestiegen und erreicht heute nahezu das Niveau von 1993. Im Jahre 2002 wurden nach vorläufigen Schätzungen 379 Mill. t Erdöl, 593 Mrd. m³ Erdgas, 253 Mill. t Kohlen und 306 Mrd. kWh Primärstrom (Wasserkraft und Kernkraft) produziert (Tabelle 1). Der wertmäßige Anteil der Energiewirtschaft an der Industrieproduktion hat inzwischen auf etwa 30 % zugenommen.

Deutlich
gestiegene
Mineralölexporte

Die Produktionssteigerung bei Erdöl schlug sich bei kaum verändertem Inlandsverbrauch vor allem in einem deutlichen Anstieg der Mineralölexporte nieder. Die nach vorläufigen Angaben im Jahre 2002 auf 250 Mill. t gestiegenen Mineralölausfuhren wurden lediglich von Saudi-Arabien übertroffen (Tabelle 2). Zudem ist Russland der weltweit größte Erdgasexporteur (2002: 187 Mrd. m³). Mit Energieexporten wird derzeit über die Hälfte der russischen Devisenerlöse erwirtschaftet (Tabelle 3).

¹ Vgl.: Zur Lage der russischen Energiewirtschaft nach der Finanzkrise. Bearb.: Hella Engerer, Petra Opitz und Christian von Hirschhausen. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 22/1999, S. 398–407.

Nr. 15/2003

70. Jahrgang / 10. April 2003

Inhalt

Russische Energiewirtschaft: Hohe Exporterlöse verschleiern Reformbedarf
Seite 211

Unkorrigiert!

Sperrfrist:
Mittwoch, 9. April 2003, 17 Uhr!

A 22127 C

Tabelle 1

Primärenergiegewinnung¹ in Russland 1990 bis 2002 nach Energieträgern

	Braunkohle Mill. t	Steinkohle Mill. t	Rohöl ² Mill. t	Erdgas Mrd. cbm	Wasserkraft Mrd. kWh	Kernkraft Mrd. kWh	Insgesamt Exajoule
1990 ³	137,3	257,4	516,2	640,5	166,8	118,3	54,3
1991 ³	130,5	222,9	461,1	643,0	168,5	120,0	51,2
1992	124,5	212,5	396,4	640,4	172,0	119,5	48,2
1993	116,0	189,0	354,4	618,3	175,0	119,1	45,0
1994	105,5	165,7	317,8	607,3	176,9	98,0	42,2
1995	101,0	161,0	307,0	595,0	176,4	99,5	41,2
1996	98,5	156,5	301,0	601,0	155,0	108,8	40,9
1997	94,0	150,0	305,8	571,0	158,0	109,0	39,9
1998	87,0	143,0	303,3	591,0	159,0	104,0	40,2
1999	93,0	155,0	305,2	592,0	161,0	122,0	40,9
2000	95,0	161,0	323,4	583,6	165,0	131,0	41,6
2001	98,0	171,0	348,1	581,2	175,0	137,0	43,0
2002 ⁴	93,0	160,0	379,0	593,0	164,0	142,0	44,3

1 Ohne sonstige Primärenergieträger.
2 Einschließlich Gaskondensat.

3 RSFSR.
4 Vorläufig.

Quellen: Goskomstat: Statistical Yearbook of Russian Federation, verschiedene Ausgaben; Informacija o social'no-ekonomičeskom položenu Rossii, XII, janvar'-dekabr' 2002g.

DIW Berlin 2003

Russland ist sich der Gefahr einer einseitigen Ausrichtung auf den Energiesektor bewusst. Daher wird in jüngster Zeit darüber diskutiert, wie dessen tragende Rolle reduziert und die Wettbewerbsfähigkeit anderer Wirtschaftssektoren auf internationalen Märkten gefördert werden kann. Eine Möglichkeit wird in der Veränderung von Steuern und Abgaben gesehen, indem das verarbeitende Gewerbe entlastet und der Energiesektor belastet werden sollen. Vom Finanzministerium wurde vorgeschlagen, den Reservefonds von 2004 an durch einen aus Zolleinnahmen auf Energieexporte und aus Steuern auf Naturressourcen gespeisten Stabilisierungsfonds zu ersetzen.⁴ Der Fonds soll über den Ausgleich von Ölpreisschwankungen und die Tilgung der Auslandsschulden hinaus zur Finanzierung des Strukturwandels herangezogen werden.

Auch der im Herbst 2002 vorgelegte Entwurf einer langfristigen Energiestrategie verweist auf einen Strukturwandel, der zu einem größeren Gewicht verarbeiteter Produkte an den Exporten führen

Tragende Rolle des Energiesektors für die Gesamtwirtschaft

Zu den öffentlichen Einnahmen trägt der Energiesektor zu etwa einem Drittel bei.² Ein Teil des Überschusses des föderalen Haushalts wird in einen so genannten Reservefonds eingebracht,³ der dazu dient, Preisschwankungen auf den Weltmärkten auszugleichen und die Tilgung von Auslandsschulden zu gewährleisten. Die Entwicklung der Energiewirtschaft, insbesondere der Erlöse aus Energieexporten, ist somit von erheblicher Bedeutung für die russische Wirtschaft.

2 Hierunter fallen insbesondere Einnahmen aus Zöllen auf Energieexporte.

3 Die Haushaltsplanung für 2002 sah vor, etwa 60 % (110 Mill. Rubel) des Überschusses des föderalen Haushalts in den Fonds einzuspeisen. Zusätzliche Mittel sollten u. a. aus Privatisierungserlösen und Verkäufen von Edelmetallen stammen. Insgesamt sollte der Reservefonds bis Jahresende 2002 rund 197 Mill. Rubel umfassen. Dies wurde sogar leicht übertroffen. Vgl. Bank of Finland, Institute for Economics in Transition: Russian Economy. The Month in Review, Nr. 9/2001; Bank of Finland: Russian and the Baltic Economies. The Week in Review, Nr. 3/2003.

4 Überschüsse werden eingespeist, solange der Rohölpreis 18,50 US-Dollar/Barrel übersteigt. Der Fonds soll im Jahre 2007 Finanzmittel in Höhe von 34,8 Mrd. US-Dollar umfassen. In: The Moscow Times vom 20. Februar 2003.

Tabelle 2

Mineralöl- und Erdgasexporte Russlands 1990 bis 2002

Region	1990 ¹	1991 ¹	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 ²
Rohöl (Mill. t)³													
Insgesamt	235,0	161,0	139,0	122,8	128,2	122,3	125,6	127,1	137,1	134,8	144,5	160,0	175,0
Übrige GUS	.	104,0	72,8	42,9	32,8	26,1	20,6	17,1	19,2	18,8	16,9	22,5	18,0
Sonstige	.	57,0	66,2	79,9	95,4	96,2	105,0	110,0	117,9	116,0	127,6	137,5	157,0
Ölprodukte (Mill. t)													
Insgesamt	54,0	50,0	42,8	45,1	47,3	47,5	57,0	60,6	53,8	50,7	61,9	71,0	75,0
Übrige GUS	30,0	23,0	17,5	10,0	8,2	3,5	2,0	2,2	2,6	2,9	3,5	2,5	2,0
Sonstige	24,0	27,0	25,3	35,1	39,1	44,0	55,0	58,4	51,2	47,8	58,4	68,5	73,0
Öl und Ölprodukte (Mill. t)													
Insgesamt	289,0	211,0	181,8	167,9	175,5	169,8	182,6	187,7	190,9	185,5	206,4	231,0	250,0
Übrige GUS	.	127,0	90,3	52,9	41,0	29,6	22,6	19,3	21,8	21,7	20,4	25,0	20,0
Sonstige	.	84,0	91,5	115,0	134,5	140,2	160,0	168,4	169,1	163,8	186,0	206,0	230,0
Erdgas (Mrd. cbm)													
Insgesamt	249,0	247,0	189,0	171,0	185,0	192,0	197,0	200,0	203,0	205,0	193,8	181,0	187,0
Übrige GUS	140,0	164,0	101,0	75,0	75,0	70,0	69,0	80,0	78,0	74,3	60,0	50,0	50,0
Sonstige	109,0	83,0	88,0	96,0	110,0	122,0	128,0	120,0	125,0	130,7	133,8	131,0	137,0

1 RSFSR.
2 Vorläufig.

3 Einschließlich Transit von kasachischem und aserbaidjanischem Öl.

Quellen: Goskomstat: Statistical Yearbook of Russian Federation, verschiedene Ausgaben; Gosudarstvennyi tamozheni komitet Rossijskoj Federacii (www.customs.ru/stat_show.xpml?mds_objectid=4092).

DIW Berlin 2003

soll.⁵ Gleichzeitig werden jedoch ehrgeizige Ziele für die Energieproduktion und den -export aufgestellt.

Im Entwurf wird zwischen zwei Varianten des Produktions-, Verbrauchs- und Exportvolumens einzelner Energieträger bis 2020 unterschieden (Tabelle 4). In beiden Varianten wird davon ausgegangen, dass die Produktion der Energieträger Erdöl, Erdgas, Kohle sowie von Primärstrom deutlich gesteigert werden kann. Gleichzeitig wird angenommen, dass Kohle einen höheren Beitrag zur Deckung des Primärenergieverbrauchs leistet und der Anteil von Erdgas abnimmt. Steigende Produktion, Veränderungen der Verbrauchsstruktur sowie Senkungen des spezifischen Energieverbrauchs sollen eine deutliche Zunahme insbesondere der Erdöl- und Erdgasexporte ermöglichen.

Produktion und Investition

Die Primärenergieproduktion soll im Zeitraum 2001 bis 2020 je nach Variante um 22 % bzw. um 35 % steigen. Der Investitionsbedarf wird auf insgesamt bis zu 520 Mrd. US-Dollar veranschlagt. Fraglich ist jedoch, ob diese Summe realisiert werden kann. In den vergangenen Jahren erreichten die Investitionen im Energiesektor nicht einmal die Hälfte der pro Jahr im Durchschnitt erforderlichen Höhe. Dabei blieb auch das Engagement von Ausländern gering. Als wichtige Aufgabe wird daher in der Energiestrategie die Verbesserung des Investitionsklimas durch Schaffung stabiler rechtlicher Rahmenbedingungen begriffen. Darüber hinaus sollen Reformen in den einzelnen Energiesektoren angegangen oder fortgesetzt werden.

In der *Ölindustrie* soll nach weitgehender Liberalisierung und Privatisierung der Akzent auf die Stärkung von Wettbewerb gesetzt werden.⁶ Derzeit wird der Sektor von elf vertikal integrierten Ölfunkunternehmen dominiert. Kleine, unabhängige Ölproduzenten sowie Joint-Ventures spielen eine untergeordnete Rolle. Die Beteiligung von Ausländern an der Gewinnung im Rahmen von Production-sharing-Agreements wurde bislang durch die unzureichende Gesetzeslage und bürokratische Hemmnisse erschwert. Die Produktionssteigerungen in den vergangenen Jahren sind daher vor allem Resultat von Investitionen russischer Ölfunkunternehmen im Gefolge der bei günstigen Weltmarkt-

⁵ Osnovnye položeniya energetičeskoj strategii Rossii na period do 2020 goda. Moskau, Oktober 2002, www.mte.gov.ru/oficial/strateg.htm. Die im Herbst 2002 vorgestellte Energiestrategie ist eine revidierte Fassung des bereits zwei Jahre zuvor vorgelegten Entwurfs. Dabei wurden angesichts der günstigen Entwicklung in der Ölindustrie insbesondere die

Tabelle 3

Erlöse aus den Mineralöl- und Erdgasexporten Russlands 1994 bis 2002

In Mrd. US-Dollar

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 ¹
Mineralöl	14,6	18,3	23,4	21,1	14,5	19,6	36,2	34,0	39,2
davon:									
Rohöl	10,5	13,3	15,9	13,8	10,3	14,2	25,3	24,6	28,3
Ölprodukte	4,1	5,0	7,5	7,3	4,3	5,4	10,9	9,4	10,9
Erdgas	10,6	12,1	14,7	16,4	13,4	11,4	16,7	17,8	15,9
Insgesamt	25,2	30,5	38,1	37,5	27,9	31,0	52,9	51,8	55,1
Anteil an gesamten Exporterlösen in %	37,4	37,0	42,5	43,1	37,5	41,0	50,3	51,0	51,9

¹ Vorläufig.

Quelle: The Central Bank of the Russian Federation: Balance of Payments of the Russian Federation (www.cbr.ru, January 2003).

DIW Berlin 2003

Tabelle 4

Szenarien der Energiestrategie

	Einheit	2010		2020	
		Variante 1	Variante 2	Variante 1	Variante 2
Produktion					
Kohle	Mill. t	310,0	340,0	365,0	450,0
Rohöl	Mill. t	410,0	450,0	420,0	460,0
Erdgas	Mrd. cbm	615,0	655,0	660,0	700,0
Primärstrom	Mrd. kWh	380,0	390,0	480,0	545,0
Import					
Kohle	Mill. t	18,0	18,0	15,0	12,0
Rohöl	Mill. t	8,0	10,0	12,0	18,0
Ölprodukte	Mill. t	–	–	–	–
Erdgas	Mrd. cbm	34,0	34,0	45,0	45,0
Verbrauch					
Kohle	Mill. t	266,0	300,0	310,0	389,0
Rohöl	Mill. t	65,0	70,0	65,0	75,0
Ölprodukte	Mill. t	96,0	100,0	105,0	116,0
Erdgas	Mrd. cbm	439,0	453,0	471,0	492,0
Strom	Mrd. kWh	345,0	340,0	430,0	440,0
Export					
Kohle	Mill. t	51,0	45,0	53,0	49,0
Rohöl	Mill. t	206,0	237,0	210,0	230,0
Ölprodukte	Mill. t	51,0	52,0	47,0	55,0
Erdgas	Mrd. cbm	204,0	230,0	225,0	244,0
Strom	Mrd. kWh	21,0	35,0	30,0	75,0

Quelle: Osnovnye položeniya energetičeskoj strategii Rossii na period do 2020 goda. Moskau, Oktober 2002 (www.mte.gov.ru/oficial/strateg.htm).

DIW Berlin 2003

Produktions- und Exportmengen von Mineralöl deutlich erhöht. Eine endgültige Fassung der Energiestrategie soll im Mai 2003 verabschiedet werden. Zu einer Analyse der im Jahre 2000 veröffentlichten Energiestrategie vgl. International Energy Agency: Russia Energy Survey 2002. Paris 2002, S. 47 ff.

⁶ Im Dezember 2002 wurde ein Anteil von 75 % am Ölfunkunternehmen Slawneft für 1,9 Mrd. US-Dollar und damit nur geringfügig über dem von der Regierung erwarteten minimalen Preis verkauft. Der Käufer ist Invest-Oil, ein Unternehmen von Tyumen Oil und Sibneft. Ölfunkunternehmen, an denen der Staat einen Anteil von über 25 % hält, waren kurz vor der Auktion vom Bietverfahren ausgeschlossen worden. Vgl. Bank of Finland: Russian & Baltic Economies. The Week in Review, Nr. 51-52/2002.

Fortschritte bei der Umstrukturierung in der Öl- und Kohleindustrie

preisen gestiegenen Gewinne. Nach hohen Investitionen im Jahre 2001 (rund 9 Mrd. US-Dollar) hat nach vorläufigen Angaben die Investitionstätigkeit im Ölsektor im vergangenen Jahr indes wieder abgenommen.⁷ In den letzten fünf Jahren wurden jährlich 7,2 Mrd. US-Dollar im Durchschnitt investiert. Bei einer Fortschreibung dieses Investitionsvolumens wäre die in der Energiestrategie genannte Investitionssumme von 150 Mrd. US-Dollar (davon reichlich 20 Mrd. US-Dollar für den Transport) und damit das Produktionsziel von 420 bis 460 Mill. t bis 2020 kaum realisierbar; die Schätzung der International Energy Agency von 400 Mill. t pro Jahr stellt die Obergrenze dar.⁸ Allerdings kann die Ankündigung von British Petroleum, sich in großem Umfang in der russischen Ölindustrie zu engagieren, ein erstes Signal dafür sein, dass ausländische Unternehmen eine Verbesserung des Investitionsklimas sehen.⁹

Die in den vergangenen Jahren mit Hilfe der Weltbank durchgeführte Umstrukturierung der *Kohleindustrie* ist mit der Schließung unrentabler Zechen und der (Teil-)Privatisierung einer Vielzahl staatlicher Unternehmen vorangekommen.¹⁰ Nach Produktionsrückgängen in den 90er Jahren konnte die Gewinnung nahezu stabilisiert werden. Es ist indes fraglich, ob die in der Energiestrategie vorgesehene drastische Produktionssteigerung auf 365 bis 450 Mill. t erreicht und der bis 2020 veranschlagte Investitionsbedarf in Höhe von 20 bis 29 Mrd. US-Dollar durch private Mittel aufgebracht werden kann. Hinsichtlich der Energiestrategie bleibt offen, ob der Staat finanzielle Hilfen gewähren oder sich tatsächlich auf die Verbesserung des Investitionsklimas durch Schaffung stabiler rechtlicher Rahmenbedingungen beschränken wird.

In der *Elektrizitätswirtschaft* wurden kürzlich Reformmaßnahmen beschlossen, die jedoch hinter den Vorgaben der Energiestrategie zurückbleiben. Zwar ist eine Reorganisation des Stromsektors mit Trennung von Produktion, Transport und Verteilung vorgesehen; Zeitpunkt und Umfang der Umstrukturierung des größten Stromunternehmens UES liegen indes in Händen des Staates als Mehrheitsaktionär. Eine Deregulierung der Preise soll grundsätzlich nicht vor 2005 in Angriff genommen werden. Selbst danach müssen zunächst 35 % des produzierten Stroms zu staatlich festgelegten Preisen und teilweise aufgrund langfristiger Verträge verkauft werden; hierdurch soll die Versorgungssicherheit der Haushalte gewährleistet werden.¹¹ Insgesamt ist eine umfassende Liberalisierung des Stromsektors – wenn überhaupt – erst längerfristig zu erwarten. Damit bleibt die Attraktivität des Stromsektors für Investoren vorerst begrenzt. Allerdings wurde gerade ein Anteil von gut

6 % des Stromunternehmens UES von der MDM Group sowie einem Pool lokaler und ausländischer Investoren übernommen. Die Käufer werden sich jedoch abwartend verhalten, solange der Zeitplan der Umstrukturierung im Stromsektor unklar ist.¹² Noch mehr als in der Kohleindustrie stellt sich die Frage, ob das geschätzte Investitionsvolumen von 130 bis 160 Mrd. US-Dollar bis 2020 realisiert werden kann.

Erheblicher Reformbedarf besteht in der *Gasindustrie*. In der Energiestrategie ist vorgesehen, das teilstaatliche Unternehmen Gazprom etappenweise zu reorganisieren, dabei Produktion, Transport und Verteilung zu trennen, die staatliche Preisregulierung auf verbleibende Monopolbereiche einzuschränken und in liberalisierten Bereichen den Zutritt unabhängiger Anbieter zu erleichtern. Laut Energiestrategie soll bis 2020 der Förderrückgang in den großen westsibirischen Gasfeldern, die ihren Produktionshöhepunkt überschritten haben, durch den Aufschluss neuer Felder (u. a. auf der Halbinsel Jamal) mehr als ausgeglichen und die Gasgewinnung auf 660 bis 700 Mrd. m³ Erdgas gesteigert werden;¹³ das geschätzte Investitionsvolumen beläuft sich auf 150 Mrd. US-Dollar (einschließlich Transport).¹⁴ Ob diese Vorgaben der Energiestrategie umsetzbar sind, ist höchst fraglich. Anders als in der Stromwirtschaft wurden in der Gaswirtschaft bislang keine Reformmaßnahmen beschlossen. Mit einem Anteil von 88 % an der Erdgasgewinnung ist Gazprom nach wie vor das dominierende Unternehmen. Nach eigenen Angaben kann Gazprom seine Produktion nur noch leicht erhöhen und in den nächsten zehn Jahren auf einem Niveau von 530 Mrd. m³ stabilisieren. Gleichzeitig haben unabhängige Anbieter bei einer weiteren Verzögerung der Reformen kein großes Interesse, neue Gasfelder zu erschließen.

Verbleibender Reformbedarf im Strom- und Gassektor

⁷ Vgl. Ministerstvo Ekonomičeskogo Razvitija i torgovli Rossijskoj Federacii: Ob itogach social'no-ekonomičeskogo razvitija Rossijskoj Federacii za 2000-2002 gody. Moskau 2003.

⁸ International Energy Agency: Russia Energy Survey 2002. Paris 2002, S. 60 ff.

⁹ Internationale Rating-Agenturen haben Russland zudem in jüngster Zeit hinsichtlich des Länderrisikos besser bewertet.

¹⁰ Im Jahre 2000 wurden bereits etwa 60 % der gesamten Gewinnung von privaten Kohleunternehmen produziert. Vgl. International Energy Agency, a. a. O., S. 159 f.

¹¹ Allerdings ist in einer nicht näher bestimmten Übergangszeit Stromhandel zu nicht regulierten Preisen möglich. Dabei kann der Staat jedoch die handelbaren Mengen vorgeben. Er wählt ferner die Regionen für den Stromhandel aus.

¹² Vgl. vwd-Russland vom 25. März 2003.

¹³ Die IEA merkt an, dass frühere russische Schätzungen der Erdgasproduktion von über 800 Mrd. m³ auf der Grundlage vorhandener Ressourcen, nicht aber ökonomischer Erwägungen beruhten. Die Rücknahme auf das – noch immer hohe – Niveau von 660-700 Mrd. m³ im Jahre 2020 deutet somit ein Umdenken an.

¹⁴ Vgl. zu einer Analyse des Investitionsbedarfs im Erdgassektor: OECD Economic Surveys 2001–2002, Russian Federation. Paris 2002, S. 132 ff.

Verbrauchsniveau und -struktur

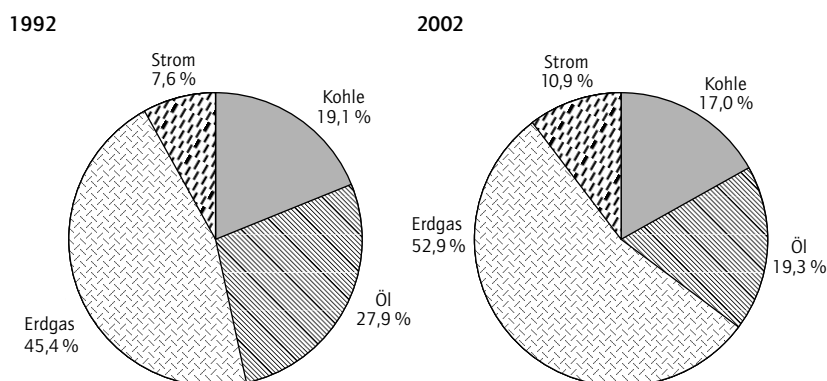
Bei rückläufiger Wirtschaftsleistung in den 90er Jahren ist der russische Primärenergieverbrauch nur unterproportional gesunken, so dass die Energieintensität gestiegen ist. Im Jahre 2000 betrug die Energieintensität nach Angaben der IEA 1,55 toe/1000 US-Dollar¹⁵ und übertraf damit die Energieintensität in westlichen Industrieländern um das 6- bis 8fache.¹⁶ In der Energiestrategie wird davon ausgegangen, dass es gelingt, bei einer jährlichen Zunahme des Bruttoinlandsprodukts um rund 5 % die Energieintensität bis zum Jahre 2020 auf die Hälfte des Niveaus von 2000 zu senken. Nachdem 2000 noch eine Steigerung des Bruttoinlandsprodukts von reichlich 8 % erzielt werden konnte, haben sich die Wachstumsraten in den beiden Folgejahren jedoch vermindert. Hinzu kommt, dass bei teilweise noch regulierten, d. h. niedrigen Energiepreisen Anreize zur Senkung des nach wie vor hohen Primärenergieverbrauchs begrenzt bleiben. Unter den gegenwärtigen Bedingungen erscheint die prognostizierte Verbrauchsentwicklung daher optimistisch.

In den vergangenen zehn Jahren ist die Bedeutung von Erdgas für die Binnerversorgung deutlich gestiegen. Erdgas deckt inzwischen 53 % des Primärenergieverbrauchs (Abbildung 1). Auf Mineralöl entfällt knapp ein Fünftel, auf Kohle 17 % und auf Primärstrom 11 % des Verbrauchs. Laut Energiestrategie ist geplant, den Anteil von Erdgas um rund 5 Prozentpunkte zu senken und entsprechend den Anteil von Kohle zu erhöhen.¹⁷ Voraussetzung hierfür wäre, dass im Inland die relativen Preise der Energieträger Anreize für den vermehrten Einsatz von Kohle bieten. Dies ist derzeit nicht der Fall. Umgerechnet auf den Energiegehalt beträgt der Produzentenpreis für Kohle etwa das Doppelte des staatlich regulierten Gaspreises. Angesichts der Verzögerung der Reformen in der Erdgasindustrie und der bisherigen moderaten Preiserhöhungen ist fraglich, ob – wie in der Energiestrategie vorgesehen – der Preis für Erdgas in den nächsten fünf Jahren zumindest auf kosten-deckendes Niveau angehoben wird.

Aufgrund der bestehenden Regulierungen gehen von den Inlandspreisen verzerrte Signale an die Verbraucher aus. Hierdurch wird der Strukturwandel in die falsche Richtung gelenkt. Die derzeit in der Steuer- und Abgabenpolitik diskutierten Maßnahmen zur Förderung des Strukturwandels sind nicht geeignet, Verzerrungen zu korrigieren und die richtigen Anreize zu setzen. Die Deregulierung von Preisen sollte vielmehr der Steuer- und Abgabenpolitik vorangehen.

Abbildung 1

Struktur des Primärenergieverbrauchs in Russland 1992 und 2002



Quellen: Goskomstat: Statistical Yearbook of Russian Federation, verschiedene Ausgaben; Informacija o social'no-ekonomičeskom položenu Rossii, XII, janvar'-dekabr' 2002g; Berechnungen des DIW Berlin.

DIW Berlin 2003

Export und Transport

Der Rückgang der russischen Energieexporte in der ersten Hälfte der 90er Jahre traf die Abnehmer sehr unterschiedlich. Vor allem die Lieferungen an Staaten der ehemaligen Sowjetunion wurden eingeschränkt, die an zahlungskräftige Abnehmer dagegen sogar ausgeweitet (Tabelle 2). Seit Mitte der 90er Jahre steigen die Energieexporte insgesamt wieder, insbesondere die Lieferungen an Länder außerhalb der Nachfolgestaaten. Regionaler Schwerpunkt ist dabei Europa. So haben die Mineralölexporte in die Europäische Union deutlich expandiert (Tabelle 5). Die EU bezieht heute aus den Nachfolgestaaten der Sowjetunion¹⁸ mehr als ein Fünftel ihrer gesamten Mineralölimporte (1993: 11,2 %). Bei den Erdgasimporten der EU dagegen ist der Anteil zuletzt auf 26,7 % gefallen.¹⁹

Unter der Annahme einer steigenden Energieproduktion, einer moderaten Zunahme des Energieverbrauchs und einer Veränderung der Verbrauchs-

Mineralölexporte in die Europäische Union überdurchschnittlich gestiegen

¹⁵ toe (tons of oil equivalent) = 41,87 Gigajoule.

¹⁶ Zum Vergleich: USA 0,26 toe/1000 US-Dollar; Deutschland 0,18 toe/1000 US-Dollar. Berechnet zu Kaufkraftparitäten, Basisjahr 1995. Vgl. www.iea.org/statist/keyworld2002/key2002/keystats.htm.

¹⁷ Ökologische Folgen des vermehrten Einsatzes von Kohle werden in der Energiestrategie nicht eingehend diskutiert; der Einsatz moderner Technologien soll die negativen Auswirkungen offenbar begrenzen. Laut Energiestrategie können die Vorgaben des Protokolls von Kyoto eingehalten werden.

¹⁸ Eine weitere Aufgliederung nach Herkunftsländern wird nicht vorgenommen. Die Lieferungen stammen aber überwiegend aus Russland.

¹⁹ Es ist derzeit umstritten, ob Russland seinen Importanteil ausbauen kann. Zur Diskussion über Erdgasimporte der EU aus Russland vgl. Roland Götz: Russlands Erdgas und die Energiesicherheit der EU. SWP-Studie, S. 12/02. Berlin 2002; Dominique Finon und Catherine Locatelli: The Liberalisation of the European Gas Market and Its Consequences for Russia. Institut d'Economie et de Politique de l'Energie. Grenoble 2002 (www.upmf-grenoble.fr/iepe/textes/CL_DF_GazRusse_02Engl.pdf).

Tabelle 5

Mineralöl- und Erdgasimporte der Europäischen Union 1993 bis 2002

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002 ¹
Rohöl (Mill. t)	534,7	538,5	526,0	548,0	559,4	582,8	547,9	565,8	567,0	559,2
darunter: frühere UdSSR										
in Mill. t	63,2	71,2	64,1	72,6	75,1	74,5	87,5	98,1	110,3	135,8
in %	11,8	13,2	12,2	13,2	13,4	12,8	16,0	17,3	19,5	24,3
Ölprodukte (Mill. t)	187,4	181,6	183,1	188,6	188,1	191,2	200,6	212,3	220,2	221,0
darunter: frühere UdSSR										
in Mill. t	17,8	15,4	17,4	23,9	24,4	25,7	26,9	27,0	32,6	40,4
in %	9,5	8,5	9,5	12,7	13,0	13,4	13,4	12,7	14,8	18,3
Öl und Ölprodukte (Mill. t)	722,1	720,1	709,1	736,6	747,5	774,0	748,5	778,1	787,2	780,2
darunter: frühere UdSSR										
in Mill. t	81,0	86,6	81,4	96,4	99,5	100,2	114,3	125,1	142,9	176,2
in %	11,2	12,0	11,5	13,1	13,3	12,9	15,3	16,1	18,2	22,6
Erdgas (Mrd. cbm)	163,4	167,2	180,1	201,9	206,1	201,8	226,3	244,5	249,1	256,2
darunter: frühere UdSSR										
in Mrd. cbm	k. A.	71,2	77,9	75,9	73,7	69,9	75,7	77,9	69,9	68,5
in %	k. A.	42,6	43,2	37,6	35,8	34,7	33,5	31,9	28,1	26,7

¹ Vorläufig.

Quelle: IEA: Oil, Gas, Coal and Electricity, Quarterly Statistics, verschiedene Ausgaben.

DIW Berlin 2003

struktur werden in der Energiestrategie zunehmende Energieexporte prognostiziert. So sollen die Erdgasexporte – je nach Variante – von 2001 bis 2020 um 25 % bis 35 % steigen. Die Rohölexporte sollen das Niveau von 2001 sogar um 30 % bis 40 % übertreffen (Tabelle 4). Als mögliche Absatzregionen werden Europa, die Vereinigten Staaten, die zentralasiatischen Länder sowie China, Japan und Indien genannt. Über die Unwägbarkeiten einer künftigen Förderung und die damit verbundene Unsicherheit der Angebotsentwicklung hinaus hängt das Volumen künftiger Erdöl- und Erdgasexporte insbesondere von den Transportmöglichkeiten ab.

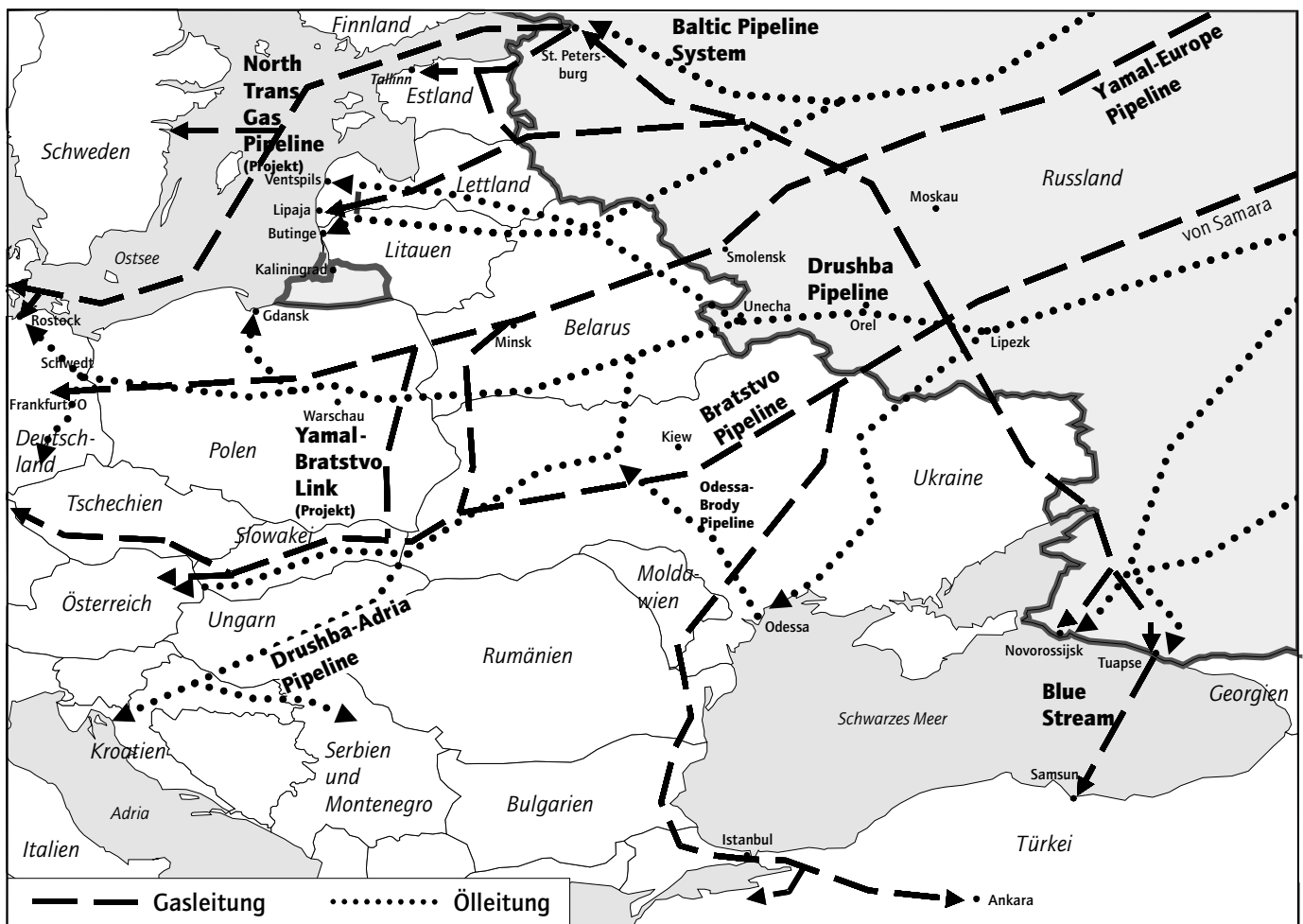
Der Transport von *Mineralöl* liegt noch überwiegend in staatlicher Hand. Zwar hat das für das Betreiben der Erdölpipelines zuständige staatliche Transportunternehmen 'Transneft' grundsätzlich den Ölexporturen gleichermaßen Zugang zum Pipelinennetz zu ermöglichen und darf keine diskriminierenden Preise fordern.²⁰ Allerdings hat die Regierung im Jahr der Finanzkrise 1998 den Zugang zum Pipelinennetz begrenzt. Dieser wurde seither von der Leistung von Steuerzahlungen durch die Ölunternehmen und von der Sicherstellung des inländischen Bedarfs an Mineralöl abhängig gemacht. Die Veränderung der Transporttarife folgte in den vergangenen Jahren zudem weniger der Kostenentwicklung, sondern reflektierte eher die schwankende Ölpreisentwicklung.²¹ Damit wird der Zugang zum Pipelinennetz indirekt durch die Vorgabe von Exportmengen und/oder die Festsetzung der Transporttarife gesteuert. Ex-

portzölle sind ein zusätzliches Instrument zur Abschottung des inländischen Marktes von den internationalen Märkten und damit zur indirekten Regulierung des Inlandspreises.²² Dieser war nach der Finanzkrise 1998 wieder auf die Hälfte des internationalen Preisniveaus gefallen. Aufgrund des großen Preisunterschiedes bestehen hohe Anreize, Mineralöl zu exportieren.

Russische Ölexporture haben derzeit Schwierigkeiten, ihre Lieferungen insbesondere an europäische Abnehmer auszuweiten.²³ Der Export in Richtung Westen erfolgt hauptsächlich durch die Druschba-Pipeline, deren nördlicher Strang von Russland über Weißrussland und Polen nach Deutschland führt (Abbildung 2). Über den südlichen Strang werden neben dem Transitland Ukraine die Slowakei, Tschechien und Ungarn beliefert. Zusätzlich wird Mineralöl an den Ostseehäfen Ventspils (Lettland, Kapazität 30 Mill. t/a), Butinge (Litauen, 10 Mill. t) und Primorsk (eröffnet Ende 2001; 12 bis 30 Mill. t) verschifft. In den Mittelmeerraum gelangen Öllieferungen über das

²⁰ Für die Regulierung der Transporttarife ist die föderale Energiekommission zuständig.²¹ Vgl. die Analyse der International Energy Agency: Russia Energy Survey 2002. Paris 2002, S. 89 f.²² Die Exportzölle werden alle zwei Monate in Abhängigkeit von der Entwicklung des Rohölpreises auf dem internationalen Markt festgelegt. Zum 1. April 2003 wurden die Zollsätze auf Mineralölexporte außerhalb der GUS-Länder deutlich erhöht: Der Zollsatz für Rohöl stieg auf 40,3 US-Dollar/t (zuvor 25,9 US-Dollar/t) und für Produkte auf 36,3 US-Dollar/t (zuvor 23,3 US-Dollar/t). Vgl. The Moscow Times vom 21. Januar 2003 sowie Bank of Finland: Russian & Baltic Economies. The Week in Review, Nr. 3/2003.²³ Diese Situation verschärfte sich Anfang 2003, als Transneft den Pipelinetransport nach Ventspils einstellte.

Abbildung 2

Westlicher Teil der Erdgas- und Erdölexportleitungen Russlands

Quelle: Eigene Zusammenstellung.

DIW Berlin 2003

Schwarze Meer von den Häfen Odessa (Ukraine, 10 Mill. t), Tuapse (10 Mill. t) und Novorossijsk (40 Mill. t).²⁴

Um Engpässe im Transportsystem zu überwinden, haben Ölexporteure vorgeschlagen, eigene Exportrouten zu errichten.²⁵ Ein Projekt sieht vor, westsibirisches Öl über Murmansk nach Europa und in die USA zu verschiffen;²⁶ diese Route wurde bislang nicht genehmigt. Der Transport soll offenbar auch künftig in staatlichen Händen bleiben. Zu den von Transneft' verfolgten Projekten gehört die Erweiterung des Baltic Pipeline Systems, das Ölfelder in der Timan-Pechora-Region mit Primorsk verbindet. Ein weiteres Projekt ist die Integration der Druschba- und Adria-Pipeline; russisches Erdöl kann dann über den kroatischen Hafen Omisalj verschifft werden. Schließlich wird der Bau einer Pipeline von Ostsibirien nach Nachodka an den Pazifik und/oder nach China dis-

kutiert.²⁷ Jedenfalls werden zusätzliche Transportkapazitäten erst mittelfristig verfügbar sein.

Der Transport von *Erdgas* wird im Wesentlichen von Gazprom kontrolliert. Zwar konnte sich in den vergangenen Jahren ein weiteres Unterneh-

²⁴ Das Volumen weiterer Exporte über kleine Häfen und auf dem Schienenweg wird auf 30 Mill. t geschätzt. Vgl. The Moscow Times vom 4. März 2003.

²⁵ Die erste Pipeline, die nicht von Transneft' betrieben wird, ist die vom Caspian Pipeline Consortium erbaute und im Jahre 2001 eröffnete Route von Tengiz (Kasachstan) nach Novorossijsk. Russland ist mit einer Beteiligung von 24 % indes der größte Anteilseigner des Konsortiums.

²⁶ Lukoil hatte bereits im August 2000 in Varandey (Barentssee) ein Terminal eröffnet.

²⁷ Der Bau einer Pipeline nach China wurde vom Ölunternehmen Jukos verfolgt. Transneft' hingegen bevorzugte die alternative Route nach Nachodka und eine Verschiffung von Öl. Im März 2003 hat Transneft' vorgeschlagen, die Projekte zu verbinden und eine Pipeline nach Nachodka mit Abzweigung nach China zu bauen. Bereits zuvor hatte Japan seine Unterstützung für den Bau einer Pipeline an den Pazifischen Ozean zugesagt. Vgl. Bank of Finland: Russian & Baltic Economies. The Week in Review, Nr. 3/2003, sowie The Moscow Times vom 17. März 2003.

men (Itera) etablieren, das insbesondere an Nachfolgestaaten der Sowjetunion und ins Baltikum liefert.²⁸ Exporte in andere Regionen werden jedoch ausschließlich von Gazexport, einem Tochterunternehmen von Gazprom, abgewickelt. Gazexport muss grundsätzlich 15 % seiner Kapazitäten unabhängigen Produzenten zur Verfügung stellen. Umfang und Modalitäten des Netzzugangs für Dritte sind indes nicht transparent.

In den vergangenen Jahren hat Gazprom begonnen, neue Exportrouten in Richtung Westen zu errichten. Dabei ging es anders als beim Öltransport nicht in erster Linie um die Überwindung von Kapazitätsengpässen, sondern um die Diversifizierung der Exportrouten. Russische Gaslieferungen in den Westen erfolgten zu über 90 % über die Ukraine (Bratstvo-Pipeline). Die Auseinandersetzung um Transitgebühren und ukrainische Importmengen konnte erst im Sommer 2002 beigelegt werden. Zu diesem Zeitpunkt war die so genannte Blue-Stream-Pipeline (geplante Kapazität 16 Mrd. m³/a), eine Verbindung zwischen Russland und der Türkei durch das Schwarze Meer, im Bau. Bereits 1999 war unter Umgehung der Ukraine die Jamal-Pipeline über Weißrussland und Polen nach Deutschland (volle Kapazität 28 Mrd. m³/a) in Betrieb genommen worden. Ungewiss ist, ob der Bau eines zweiten Jamal-Stranges realisiert wird. Dies gilt auch für das Verbindungsstück zwischen der Jamal-Pipeline in Polen und der Bratstvo-Pipeline auf slowakischem Territorium. Ein weiterer Vorschlag ist die Errichtung einer Nordroute, die sibirisches Erdgas von St. Petersburg durch die Ostsee an die deutsche Küste transportieren soll (eventuell Verbindung nach Schweden und Finnland).

Zum Bau von Pipelines im asiatischen Raum gibt es Vorschläge internationaler Konsortien. Hierzu gehört eine Erdgasleitung von Sibirien nach China (eventuell mit Verlängerung nach Südkorea); Alternativen der Trassenführung sind noch in der Diskussion. Ein weiteres Vorhaben ist die Erschließung von Öl- und Gasfeldern vor Sachalin und die Lieferung von Erdgas (vielleicht auch LNG) nach Japan.

Insgesamt wird der Transport selbst im weitgehend liberalisierten Ölsektor teilweise staatlich kontrolliert und über die Festlegung von Menge oder Tariffhöhe Einfluss auf das Exportvolumen genommen. Hinzu kommt, dass ein fairer Zugang

zu den Transportsystemen nicht gewährleistet ist. Eine Möglichkeit wäre hier die Auktionierung von Zugangsrechten. Darüber hinaus sollten die staatliche Lenkung abgebaut und die Regulierung neu geregelt werden. Auch die Energiestrategie sieht einen fairen Zugang zu den Netzen vor. Dem steht allerdings entgegen, dass der Staat sich offenbar noch immer als Bereitsteller, Betreiber und Regulator des Transportsystems begreift.

Fazit: Ehrgeizige Ziele – zögerliche Umsetzung

Die derzeitige Entwicklung der russischen Energiewirtschaft, insbesondere die Steigerung von Erdölproduktion und -export, ist auf den ersten Blick positiv zu beurteilen. Allerdings erscheinen die im Entwurf der Energiestrategie aufgestellten langfristigen Ziele als zu hoch gesteckt. Die notwendigen Finanzmittel können nur aufgebracht werden, wenn sich das Investitionsklima nachhaltig verbessert. Hierzu gehören stabile Rahmenbedingungen und vereinfachte Möglichkeiten für Ausländer, sich an der Energiegewinnung zu beteiligen. Dringend geboten wäre außerdem eine konsequente Umsetzung der Reformen im Energiesektor, insbesondere in der Gasindustrie. Hierfür gibt es jedoch noch keine Anzeichen. Schließlich sollten die Exportregulierung überdacht, der Zugang zu den bestehenden Transportsystemen auf nicht diskriminierende Weise reguliert und der Transportsektor für private Betreiber geöffnet werden.

Für konsequente Reformen im Energiesektor wäre jetzt angesichts der Erholung der russischen Wirtschaft der richtige Zeitpunkt. Dabei würde eine weitere Deregulierung auch einen Impuls für den notwendigen Strukturwandel geben. Deren Folgen, z. B. steigende Inlandspreise, will die Regierung aber derzeit nicht in Kauf nehmen. Darüber hinaus will der Staat offenbar seine Möglichkeiten zur direkten Kontrolle oder indirekten Einflussnahme nicht aus der Hand geben. Die Energiewirtschaft wird wohl noch immer als strategischer Sektor begriffen. Wie lange sie ihre tragende Rolle für die Gesamtwirtschaft noch spielen kann, ist allerdings offen.

²⁸ Itera wickelte zudem die Durchleitung turkmenischen Gases über das russische Pipelinenetz in die Ukraine ab. Aufgrund von Auseinandersetzungen über Zahlungsmodalitäten hat Gazprom die Durchleitung Anfang 2003 beschränkt und dann gestoppt.



Hinweis auf eine neue Veröffentlichung des DIW Berlin

Arne Uhlendorff

Der Einfluss von Persönlichkeitseigenschaften und sozialen Ressourcen auf die Arbeitslosig- keitsdauer

Untersucht wird der Einfluss des Humankapitals, der Arbeitsmarktlage, der familiären Situation sowie der Persönlichkeitseigenschaften und sozialen Ressourcen auf die individuelle Arbeitslosigkeitsdauer anhand des Sozio-oekonomischen Panels (SOEP) in West- und Ostdeutschland. Es wird eine unproportionale Cox-Regression mit Interaktionseffekten ausgewählter Prädiktoren mit der Zeit geschätzt. Die Ergebnisse vergleichbarer Analysen werden bestätigt, und es zeigt sich, dass die Berücksichtigung der üblicherweise vernachlässigten Persönlichkeitseigenschaften und sozialen Ressourcen neue Erkenntnisse liefert. In Westdeutschland finden mobile und intern kontrollierte Arbeitslose schneller eine neue Beschäftigung, während in Ostdeutschland soziales Kapital positive Auswirkungen auf die Beschäftigungswahrscheinlichkeit hat.

Diskussionspapier Nr. 338

März 2003

Der Gesamttext liegt als Pdf-Datei vor und kann von folgender Website des DIW Berlin heruntergeladen werden:

<http://www.diw.de/deutsch/publikationen/diskussionspapiere>

Impressum

Herausgeber

Prof. Dr. Klaus F. Zimmermann (Präsident)
PD Dr. Gustav A. Horn
Dr. Kurt Hornschild
Prof. Dr. Georg Meran (kommissarisch)
Wolfram Schrettl, Ph. D.
Dr. Bernhard Seidel
Prof. Dr. Viktor Steiner
Prof. Dr. Gert G. Wagner
Dr. Hans-Joachim Ziesing

Redaktion

Dörte Höppner
Dr. Elke Holst
Jochen Schmidt

Pressestelle

Dörte Höppner
Tel. +49-30-897 89-249
presse@diw.de

Verlag

Verlag Duncker & Humblot GmbH
Carl-Heinrich-Becker-Weg 9
12165 Berlin
Tel. +49-30-790 00 60

Bezugspreis

(unverbindliche Preisempfehlungen)
Jahrgang Euro 108,-/sFR 182,-
Einzelnummer Euro 10,-/sFR 18,-
Zuzüglich Versandkosten
Abbestellungen von Abonnements
spätestens 6 Wochen vor Jahresende

ISSN 0012-1304

Bestellung unter www.diw.de

Konzept und Gestaltung

kognito, Berlin

Druck

Druckerei Conrad GmbH
Oranienburger Str. 172
13437 Berlin